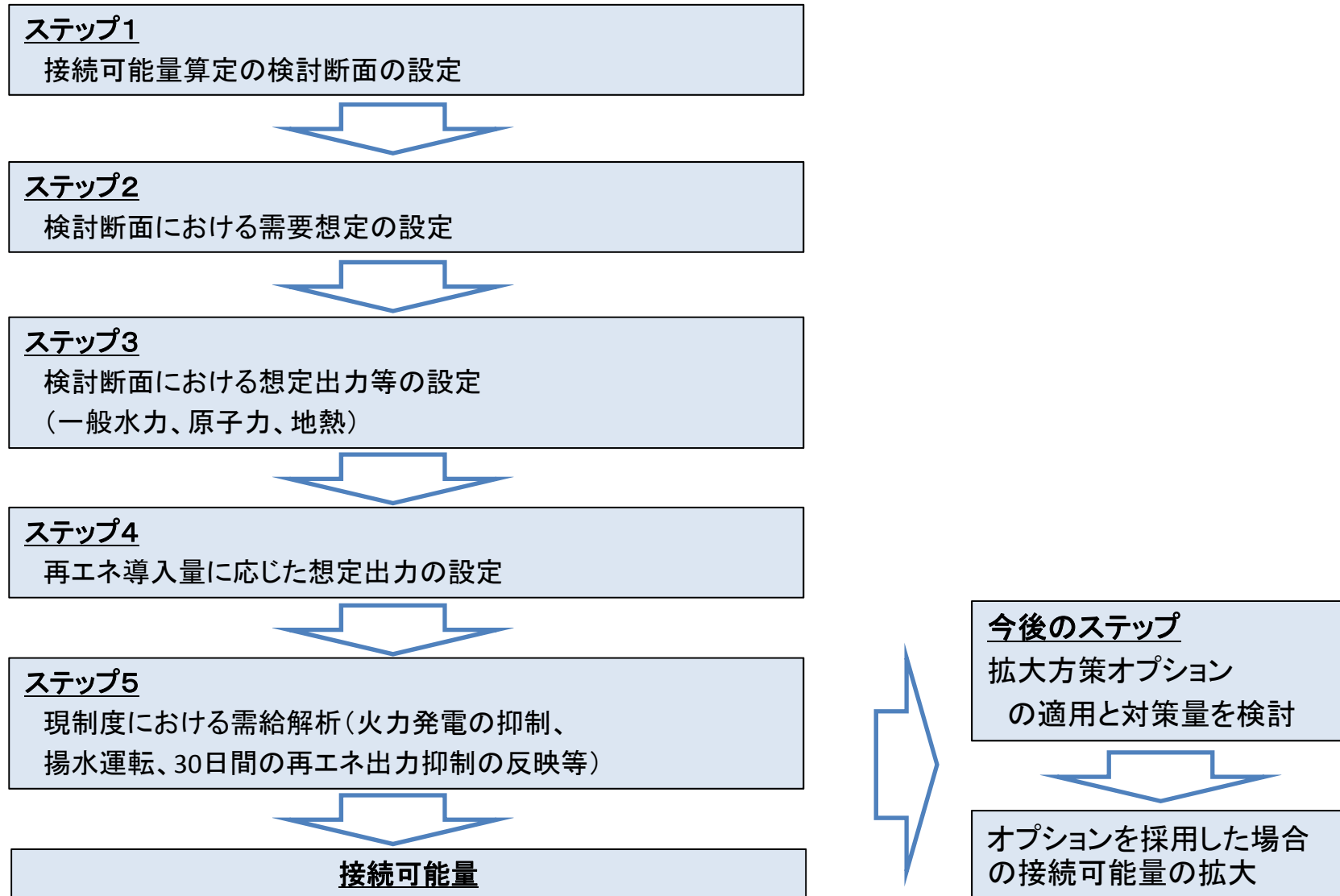


# 再生可能エネルギーの接続可能量の 算定結果について

平成26年12月16日  
四国電力株式会社

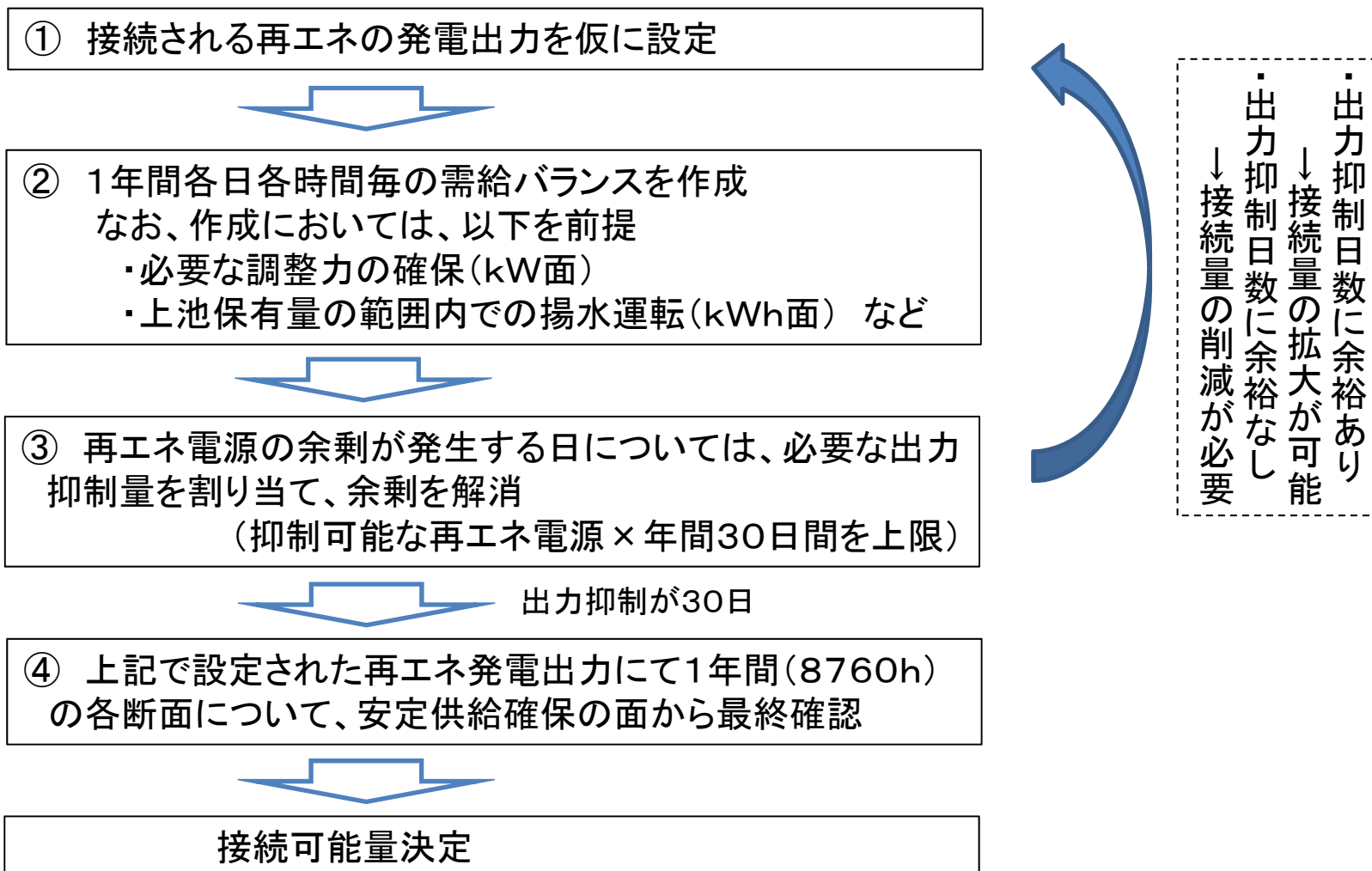
# 接続可能量算定のフロー



	項目	考え方(概要)
STEP1	検討断面の選定	系統WGのとおり 1年間(24時間×365日=8,760時間)
STEP2	検討断面における 需要想定 の選定	系統WGのとおり 2013年度需要実績に太陽光余剰契約の自家消費分加算
STEP3	検討断面における 一般水力・原子力・地熱 出力の想定	(原子力) 系統WGのとおり 既設設備(伊方1, 2, 3号)、利用率:震災前30ヵ年平均
		(一般水力) 系統WGのとおり 震災前30ヵ年平均 ただし調整池・貯水池式は需要に応じて調整
		(地熱)該当なし
STEP4	検討断面における 再エネ 出力の想定	(風力) 系統WGのとおり 2013年度の発電実績から出力比率を算定。導入想定量に乗じて出力を想定
		(太陽光)系統WGのとおり 2013年度の日射量実績から出力比率を算定。導入想定量に乗じて出力を想定
		(風力・太陽光の合成出力) 系統WGの趣旨を踏まえ設定 2013年度の天候に応じて、上記の風力・太陽光の想定出力より以下のように設定 晴天時:風力・太陽光合成の出力変動から、月毎、時間毎に2σ値を設定 曇天・雨天時:太陽光合成の出力変動から、月毎、時間毎に平均値を設定
STEP5	需給解析における 回避措置	(火力) 必要な調整力を確保したうえで可能な限り停止 (揚水) 大型揚水は長期作業・トラブル等を考慮しN-1台 (出力抑制) 複数のグループに分割し抑制必要量に相当するグループのみ抑制 (連系線活用) 連系線空き容量の活用を一定程度織り込み

# 具体的な算定(その1) STEP1: 検討断面の設定

1年間(24時間×365日=8,760時間)を通じ、各日各時間毎に需給解析を実施  
具体的な算定方法は以下のフローのとおり



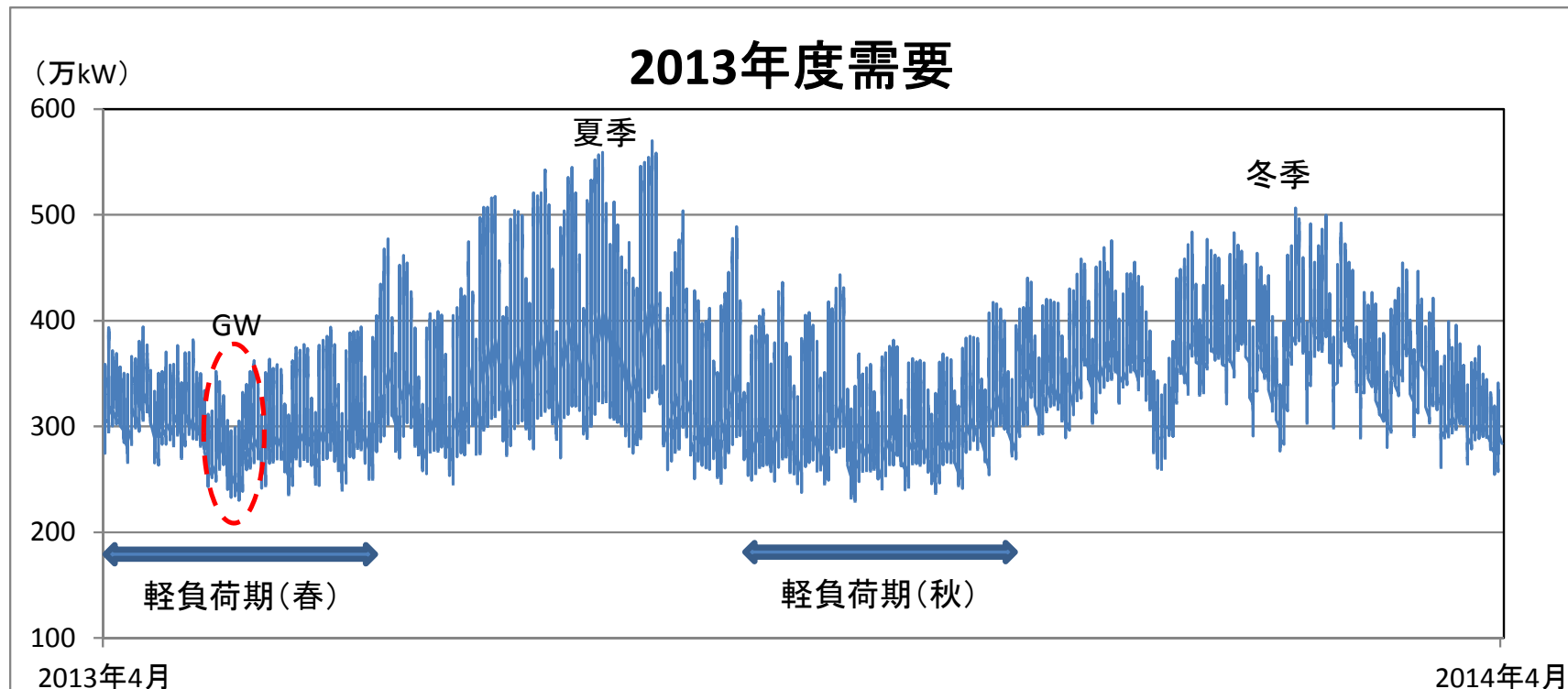
# 具体的な算定(その2)

## STEP2: 検討断面における需要想定

検討に用いる需要については、2013年度の自社需要実績に太陽光の自家消費電力分、淡路島南部需要等を加算したものとする。

なお、昼間最低需要※は5月12日12時の264.5万kW  
(同時刻の自社需要は256.6万kW)

※快晴日のうちGWを除く4, 5月の日曜日12時需要(11~12時の1時間平均)の中で最も小さいもの



## 具体的な算定(その3)

### STEP3: 検討断面における一般水力出力

一般水力の出力は、平水(震災前過去30年の平均水量)とする。

※調整池・貯水池式は太陽光が発電する昼間帯は可能な限り出力を抑制

昼間最低需要時(5月12日12時)の水力出力

		出力 (万kW)	備考
再生可能エネルギーの出力のピーク時の最低供給力	流れ込み式	8.0	出力比率49% 小水力(0.2万kW)含む
	調整池式	11.7	出力比率29%※1
	貯水池式	2.3	出力比率11%※2
合計		22.0	(出力比率=出力/設備容量)
設備容量	流れ込み式	16.2	小水力(0.3万kW)含む
	調整池式	40.7	
	貯水池式	21.8	
合計		78.7	

※1: 河川への責任放流や農業・工業用水への供給のため

※2: 一部の貯水池水力ではダムからの給水だけでなく支流からの流れ込みによる発電を実施している

## 具体的な算定(その4)

### STEP3: 検討断面における原子力出力

原子力の出力は、震災前過去30年(30年経過していない場合は運転開始後の全期間)[昭和56年度～平成22年度]の設備利用率平均を設備容量に乗じたものとする。

	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	供給力 (万kW)
原子力	202.2	83.1	168.0
設備一覧	伊方1号 56.6 伊方2号 56.6 伊方3号 89.0		

# 具体的な算定(その5)

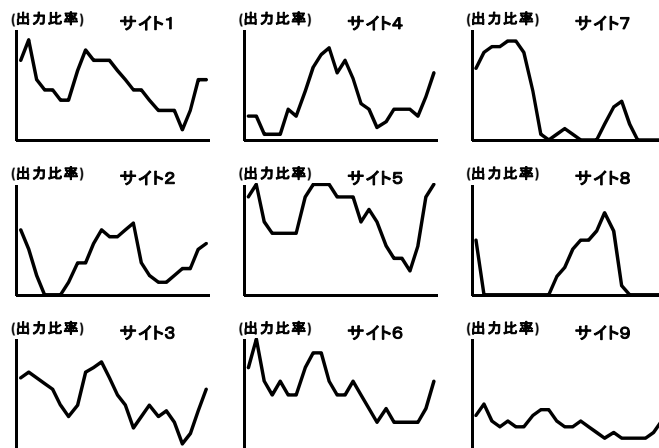
## STEP4: 検討断面における風力出力

風力発電の出力は、既設風力発電設備の出力データ実績(2013年度)をもとに設備容量に対する出力比率を算定したうえで、当社導入想定量60万kWにその出力比率を乗じたものとする。

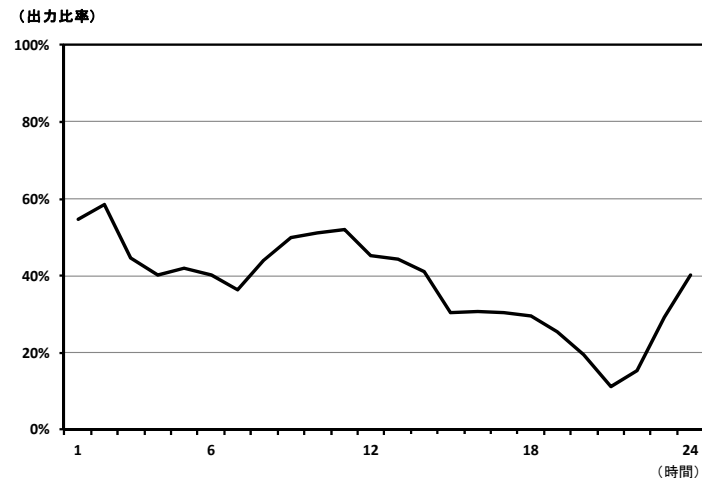
出力データ実績の評価対象箇所

データ	サイト数	設備容量 (万kW)	期間
既連系の風力	9サイト	11.9	2013年4月 ~2014年3月

○ある日のサイト毎の出力比率実績



○一日の出力比率(全サイト合計)





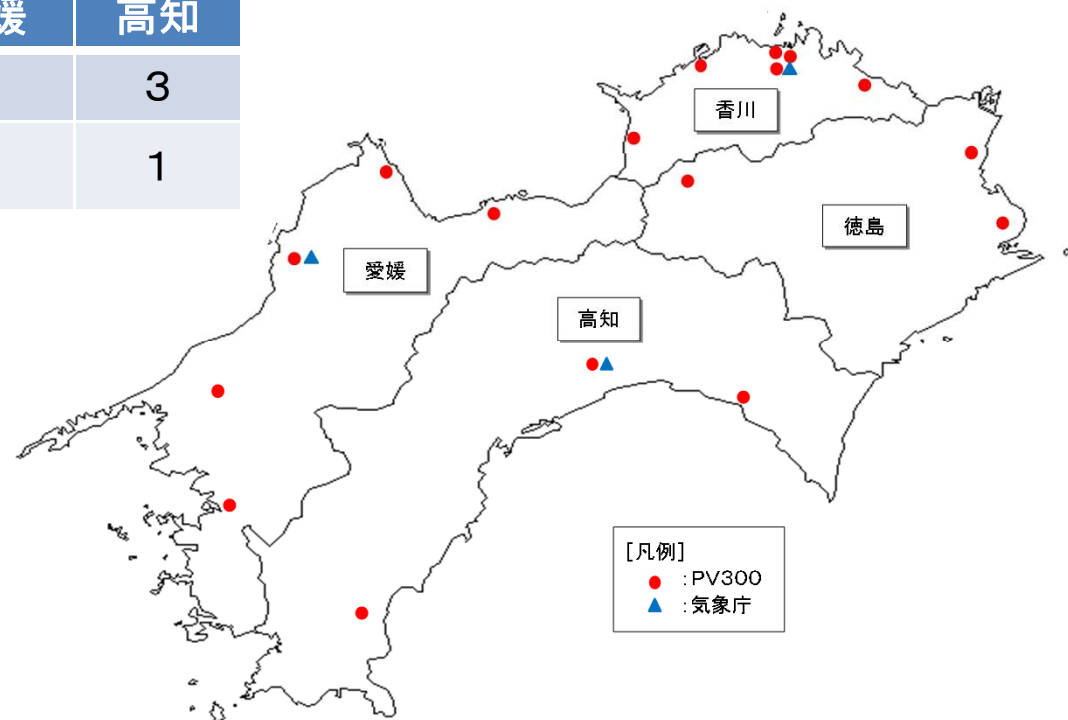
## STEP4: 検討断面における太陽光出力①

太陽光発電の出力は、国の補助事業「分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業」(PV300)における当社管内の観測点17箇所および気象庁HP掲載の当社管内3箇所の観測点のデータから想定する。

PV300, 気象庁の県別観測箇所数

	徳島	香川	愛媛	高知
PV300	3	6	5	3
気象庁	0	1	1	1

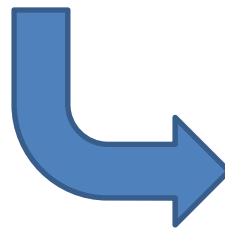
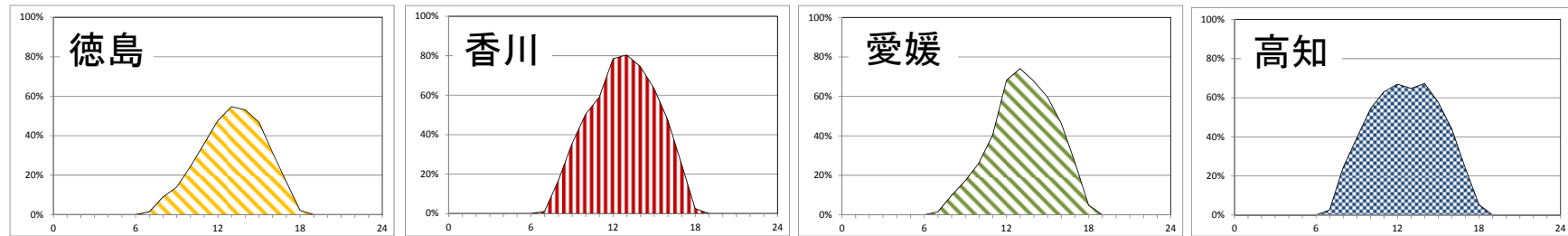
気象庁データに徳島の日射データはない



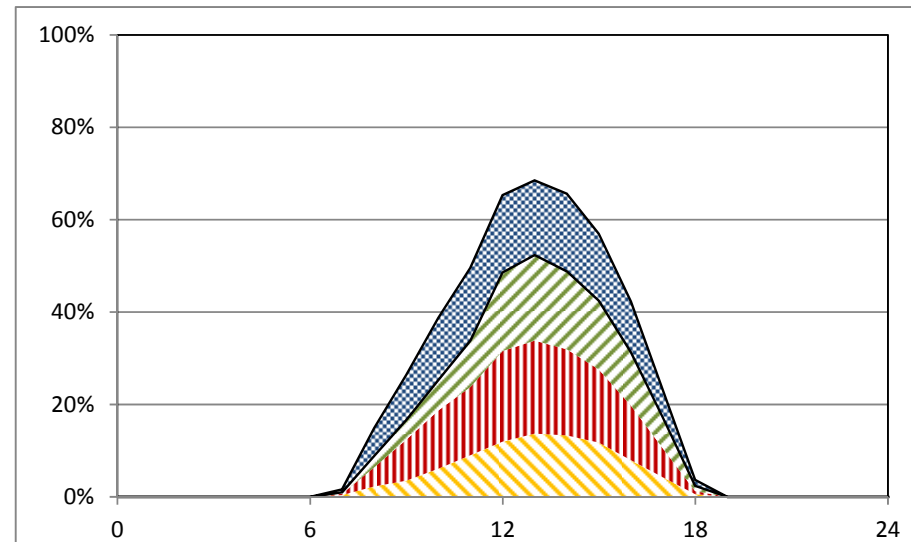
# 具体的な算定(その7)

## STEP4: 検討断面における太陽光出力②

日射量実績の県別平均値からエリア全体のPV出力を想定(ある1日の出力想定例)



各県別導入比率(既連系+既承諾分  
計200万kW)により重み付をして合算



# 具体的な算定(その8)

## STEP4: 検討断面における風力・太陽光の合成出力①

風力と太陽光の合成出力については、2013年度の実績に応じて

- ・晴天日: 各月各時間毎の合成出力の2σ相当値(月間第2位)
- ・曇天日: 各月各時間毎の合成出力の平均値 とする。

なお、日々の天候は、各日13時※の太陽光出力が、各月における13時の平均出力より高い日を晴天日、低い日を曇天日とする。

※四国では晴れた場合、日射量が1日で最も大きくなるのは12~13時の間

○太陽光・風力合成出力比率

	1時	2時	3時	4時	5時	6時	...	24時
5月1日	2.5%	2.3%	4.9%	4.0%	3.4%	3.4%	...	9.7%
5月2日	11.4%	12.8%	14.3%	14.1%	11.4%	9.8%	...	0.0%
5月3日	0.0%	0.4%	0.2%	0.0%	0.5%	1.0%	...	0.4%
5月4日	0.7%	0.7%	0.9%	1.8%	2.3%	1.5%	...	3.1%
5月5日	3.2%	2.9%	2.0%	2.3%	3.6%	3.6%	...	0.0%
5月6日	0.2%	0.2%	0.0%	0.2%	1.1%	1.4%	...	11.5%
5月7日	12.1%	12.8%	10.8%	10.3%	11.0%	11.2%	...	10.6%
5月8日	7.8%	7.2%	9.2%	11.9%	12.3%	10.3%	...	1.4%
5月9日	1.6%	3.1%	4.5%	5.1%	3.8%	3.4%	...	6.7%
5月10日	6.7%	5.6%	4.7%	3.1%	4.0%	5.1%	...	5.6%
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
5月31日	3.1%	3.4%	3.1%	2.7%	2.7%	4.2%	...	4.3%
2σ	11.4%	12.8%	10.8%	11.9%	11.4%	10.3%	...	10.6%
平均	4.5%	4.7%	5.0%	5.0%	5.1%	5.0%	...	4.9%

○天候区分(太陽光出力比率)

	13時	天候
5月1日	50.7%	曇天
5月2日	57.5%	晴天
5月3日	56.7%	晴天
5月4日	52.9%	晴天
5月5日	69.2%	晴天
5月6日	66.8%	晴天
5月7日	69.6%	晴天
5月8日	66.7%	晴天
5月9日	56.3%	晴天
5月10日	7.6%	曇天
⋮	⋮	⋮
5月31日	37.5%	曇天
—	—	—
平均	51.0%	—

## 具体的な算定(その9)

### STEP4: 検討断面における風力・太陽光の合成出力②

《風力60万kW・太陽光200万kW時の定格出力に対する割合(%)》

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
風力 2 $\sigma$	86.4	71.3	57.9	62.1	53.7	71.3	78.9	76.3	78.9	82.2	72.1	83.9
太陽光 2 $\sigma$	74.7	71.0	63.8	62.4	65.5	70.8	67.5	61.7	57.3	67.6	72.6	75.9
合成 2 $\sigma$	66.5	62.5	50.5	51.2	51.3	66.3	62.1	55.7	52.4	57.0	66.3	62.6
合成 平均	47.3	45.4	30.0	40.9	41.6	40.4	39.0	38.7	37.9	42.2	37.6	46.1
(参考) 合成 最大	73.8	67.9	52.3	58.5	52.7	69.5	64.4	57.4	55.4	57.9	67.7	66.2

## STEP5:回避措置(火力発電の抑制①)

火力発電については、再エネを含めた需給変動を調整する観点から、下記の点を考慮し、安定供給に支障のない範囲で最低限必要な出力まで抑制(または停止)する。

- 予備率8%、LFC調整力2%<sup>※1</sup>を確保するために必要な火力ユニットを並列
- LNG・コークス炉ガス(COG)<sup>※2</sup>の最低消費制約を考慮
- 設備仕様による運転制約を考慮

※1：再エネ電源などによる短周期変動はLFC調整力により対応する

※2：隣接事業者のコークス生産により発生する副生ガス(コークス炉ガス)を年間、ほぼ一定量を連続して消費する必要がある

## STEP5:回避措置(火力発電の抑制②)

《火力発電を最低限まで調整した場合の運転状況 自社分 (万kW)》

	箇所	燃料	定格出力	最低出力	運転状況	備考
自社	阿南2号	石油	22	5	0	停止
	阿南3号	石油	45	11	0	停止
	阿南4号	石油	45	13	0	停止
	坂出1号	LNG	29.6	9	0	停止
	坂出2号	LNG	28.9	14	0	停止(H28年度に石油⇒LNG転換)
	坂出3号	COG 石油	45	11	15	最低出力11+LFC下限まで1+LFC容量3 COG消費のため運転
	坂出4号	COG LNG	35	9	12	最低出力9+LFC下限まで1+LFC容量2 LNG消費のため運転
	西条1号	石炭	15.6	6	0	停止
	西条2号	石炭	25	5	0	停止
	橘湾	石炭	70	18	0	停止
	小計	—	361.1	101	27	—

## STEP5:回避措置(火力発電の抑制③)

《火力発電を最低限まで調整した場合の運転状況 他社分 (万kW)》

		箇所	燃料	定格出力	最低出力	運転状況	備考	
他社	域内	電発 橘湾	1号(105)	石炭	14.2	4.7	0	停止
			2号(105)	石炭	14.2	4.7	0	停止
		壬生川火力(25)		石炭	14.9	4.2	0	停止
		土佐発電(15)		石炭	15	6	0	停止
		住友大阪 セメント(6.5)		石炭	6.5	2	0	停止
	域外	電発 松島	1号(50)	石炭	4.7	2.3	0	停止
			2号(50)	石炭	4.7	2.3	0	停止
		電発 松浦	1号(100)	石炭	18.9	6.9	0	停止
			2号(100)	石炭	18.8	6.9	0	停止
	その他	ゴミ発・バイオマス		—	3.7	—	0.6	契約申込み済みの設備容量(3.7万kW)に平成25年度設備利用率(16.2%)を乗じて算出
	小計	—		—	115.6	—	0.6	—
	自他社 合計	—		—	476.7	—	27.6	—

( )内は設備定格出力。他社分の定格出力は当社受電最大出力、最低出力は当社受電最低出力。

## STEP5:回避措置(火力発電の抑制④)

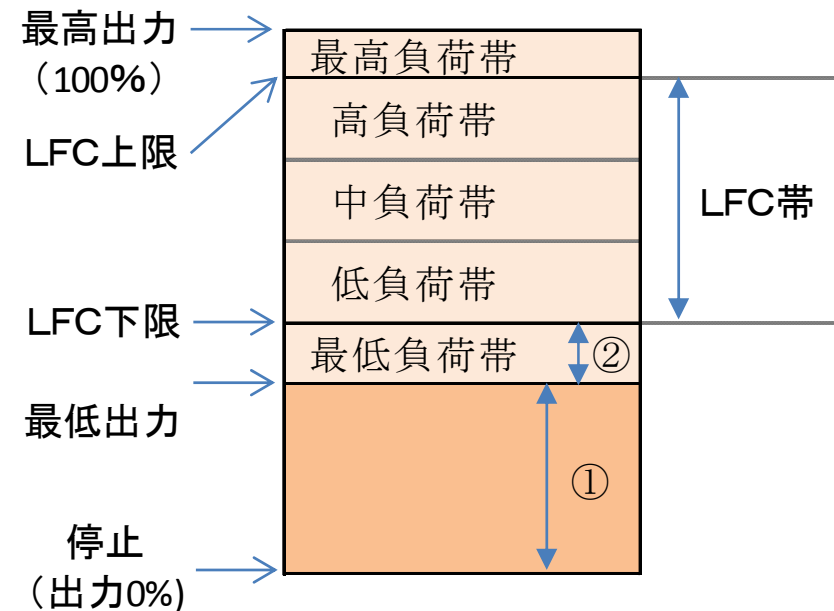
電源バランスの評価にあたっては、以下のような火力発電機の運転制約の考慮が必要

- ✓ 需要の軽い深夜には、DSS機以外の発電機は、機械的に問題ない範囲の最低出力までしか出力を低下できない(①)

DSS機:1日の中で起動停止が可能なよう特別な対策を行った火力発電機

- ✓ さらに、最低負荷帯では、出力変動させるとボイラーなどの安定運用に支障が生じるため、出力を小刻みに動かすLFC運転はできない

⇒ LFC運転の火力機はLFC帯(①+②)まで出力を上昇させる必要がある。





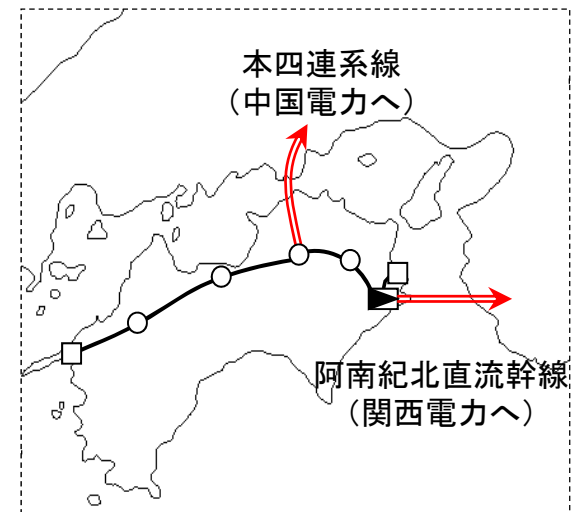
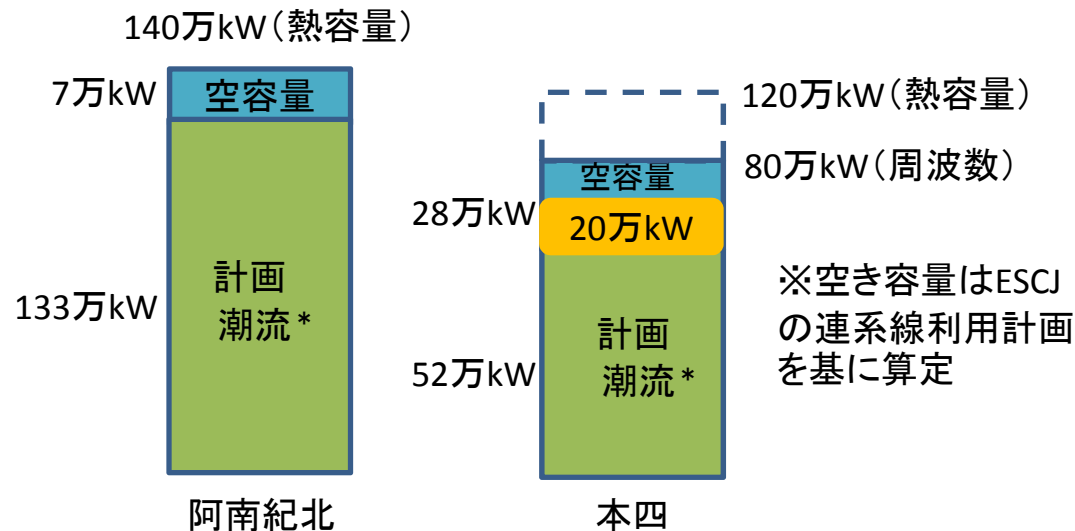
## STEP5:回避措置(連系線の活用)

将来断面における連系線活用については、現時点で、多くを見込むことには不確実性があるものの、再エネの最大限接続の観点から、今回の算定に当たっては、一定量の連系線活用を織り込むこととし、具体的には、

- ・風力発電接続可能量拡大における織り込み相当の20万kWをベースとして活用することで算出した。

なお、さらなる活用の可能性として、連系線空き容量(35万kW)をすべて活用した場合についても参考として試算した。

【今回の試算における連系線活用のイメージ】



## STEP5: 回避措置(揚水式水力の活用)

通常は、需要の少ない夜間の電力で揚水運転を行い、需要の多い昼間に供給力として活用するが、昼間に揚水運転を行うことで、ロスを伴うものの太陽光発電の余剰電力を吸収することが可能となるため、下記の点を考慮し、揚水式水力を活用する。

- 本川揚水の長期間作業やトラブル停止に加え、今回試算では火力運転台数の最小化や連系線活用を織り込んでいることを踏まえN-1台運転を前提
- 上池水位は電源脱落等の緊急時のため下限に裕度(1台最大発電2時間分程度)を設定し、日々の需給状況を見ながら水位調整するように運用

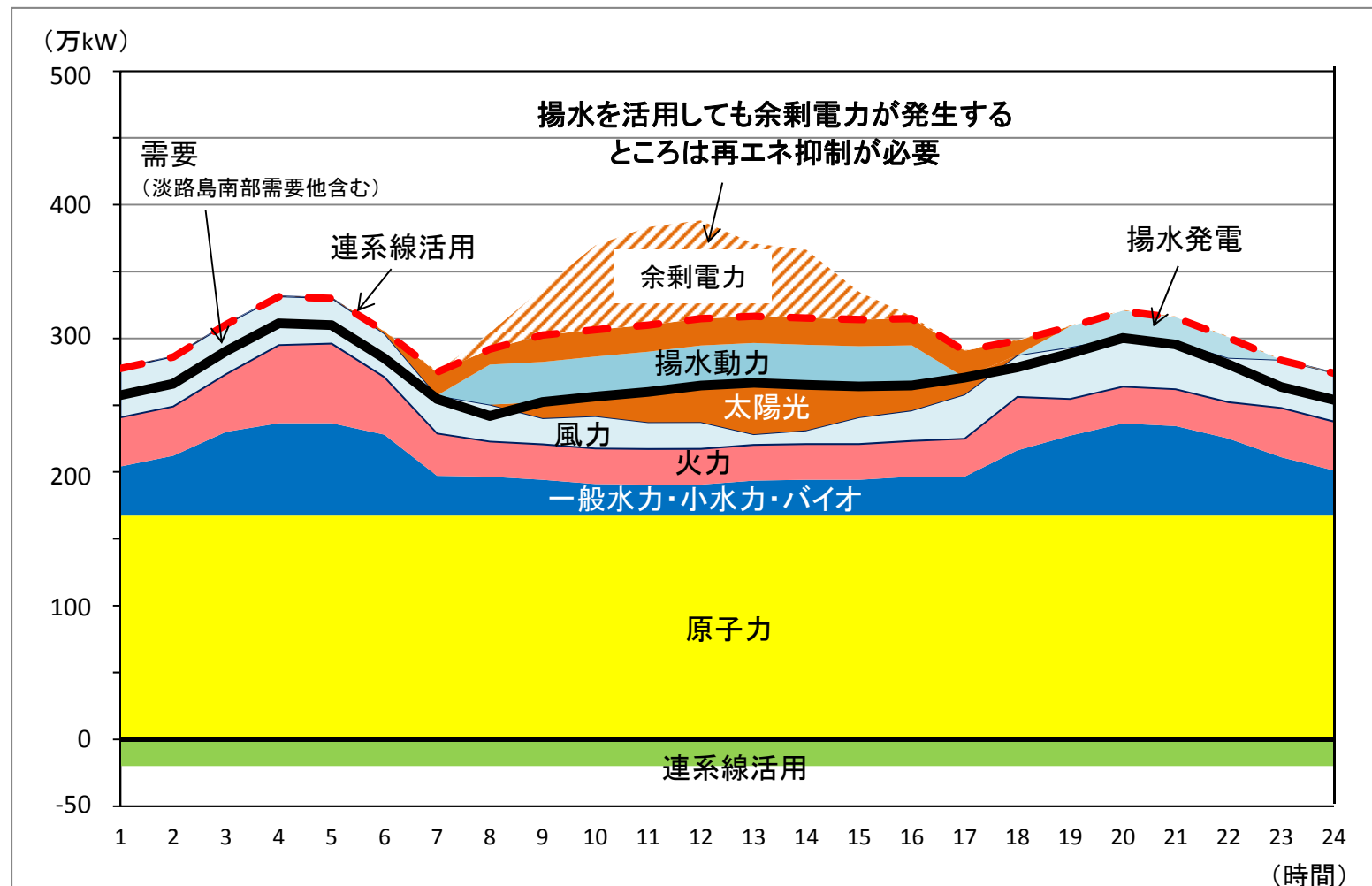
### 《大型揚水式水力設備仕様》

発電所		発電認可能出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	上池保有量 (万kWh)
本川	1号	31.5	30.0	745万kWh (1台最大25h)
	2号	30.0	30.0	

※小規模混合揚水発電所の大森川(1万kW)、穴内川(1万kW)、蔭平(4万kW)については、河川の制約などを踏まえて織り込み。

## 試算結果(その1) 需給バランスのイメージ

ステップ1～5に基づき、需給バランス(24時間×365日)を作成  
5月12日(昼間需要最低日)における需給バランスは以下の通り



# 試算結果(その2) 昼間最低需要日(5月12日)のkWバランス

		昼間最低需要 12時 (万kW)	点灯ピーク需要 20時 (万kW)	備 考	
供給力	原子力	168.0	168.0		
	火力	26.7	27.4		
	再エネ	水力	22.0	67.7	小水力含む
		風力	20.1	37.0	導入量60万kW
		太陽光	151.4	0.0	導入量219万kW
		バイオ他	0.6	0.6	
	小計	194.1	105.3		
	揚水	▲30.0	19.4		
	再エネ出力抑制	▲74.3	0.0	現行FITに基づく抑制	
	連系線活用	▲20.0	▲20.0		
	合計	264.5	300.1		
	需 要	264.5	300.1	淡路島南部需要他含む 12時7.9万kW、20時9.9万kW	

昼間最低需要日(5月12日)の火力運転状況

《自社分 (万kW)》

	箇所	燃料	定格出力	最低出力	運転状況	
					昼間最低需要 12時	点灯ピーク需要 20時
自社	阿南2号	石油	22	5	0.0	0.0
	阿南3号	石油	45	11	0.0	0.0
	阿南4号	石油	45	13	0.0	0.0
	坂出1号	LNG	29.6	9	0.0	0.0
	坂出2号	LNG	28.9	14	0.0	0.0
	坂出3号	COG 石油	45	11	14.8	15.2
	坂出4号	COG LNG	35	9	11.9	12.2
	西条1号	石炭	15.6	6	0.0	0.0
	西条2号	石炭	25	5	0.0	0.0
	橘湾	石炭	70	18	0.0	0.0
	小計	—	361.1	101	26.7	27.4

## 昼間最低需要日(5月12日)の火力運転状況

### 《他社分 (万kW)》

	箇所		燃料	定格出力	最低出力	運転状況		
						昼間最低需要 12時	点灯ピーク需要 20時	
他社	域内	電発 橘湾	1号(105)	石炭	14.2	4.7	0.0	0.0
			2号(105)	石炭	14.2	4.7	0.0	0.0
		壬生川火力(25)		石炭	14.9	4.2	0.0	0.0
		土佐発電(15)		石炭	15	6	0.0	0.0
		住友大阪 セメント(6.5)		石炭	6.5	2	0.0	0.0
	域外	電発 松島	1号(50)	石炭	4.7	2.3	0.0	0.0
			2号(50)	石炭	4.7	2.3	0.0	0.0
		電発 松浦	1号(100)	石炭	18.9	6.9	0.0	0.0
			2号(100)	石炭	18.8	6.9	0.0	0.0
	その他	—		—	3.7	—	0.6	0.6
	小計	—		—	115.6	—	0.6	0.6
	自他社 合計	—		—	476.7	—	27.3	28.0

( )内は設備定格出力。他社分の定格出力は当社受電最大出力、最低出力は当社受電最低出力。

昼間最低需要日(5月12日)の風力・太陽光割合

項目	(万kW)	備考
太陽光接続可能量	219	ベース(30日現行制度出力抑制時)
風力導入想定量	60	
合成出力 $2\sigma$	171.5	最低需要断面(5月12日12時)
合成出力最大	190.3	//
最低負荷	264.5	//
最低負荷に対する 太陽光割合	57.2%	太陽光(151.4万kW) 淡路島南部連系分を含む
最低負荷に対する 風力割合	7.6%	風力(20.1万kW) 淡路島南部連系分を含む

## 試算結果(その6) 太陽光発電の接続可能量①

風力導入量は60万kW、連系線活用のベース分として20万kW、再エネの最適化抑制を織込み

拡大方策	拡大量(万kW)	備考
30日現行制度出力抑制	ベース(219)	抑制対象500kW以上
最大60日出力抑制	+30(249)	現状承諾分以降の500kW以上が対象
時間単位出力抑制	+30(249)	現状承諾分以降の500kW以上が対象 (風力720時間、太陽光360時間を上限)
全規模太陽光30日出力抑制	+9(228)	現状承諾分以降の新規分全て(500kW未滿含む)が対象
	+41(260)	現状承諾分も含めて全て(500kW未滿含む)が対象

(参考)

連系線活用	+26(245)	融通送電+15(計35)万kW活用
抑制日数をゼロ日とする場合	▲126( 93)	



## 試算結果(その7) 太陽光発電の接続可能量②

太陽光導入量の拡大方策として蓄電池の活用について試算

風力導入量は60万kW、連系線活用のベース分として20万kW、再エネの最適化抑制を織込み

拡大方策	拡大量 (万kW)	放充電ロス (万kWh)	備考
30日現行制度 出力抑制のみ	ベース (219)	—	
太陽光発電1kW当たり 1kWhの蓄電池を 事業者側に設置	+4 (223)	425	現状承諾分以降の500kW以上に 設置 事業者側でのパターン運転を前提
太陽光発電1kW当たり 5kWhの蓄電池を 事業者側に設置	+6 (225)	684	現状承諾分以降の500kW以上に 設置 事業者側でのパターン運転を前提
太陽光発電1kW当たり 5kWhの蓄電池を 系統側に設置	+24 (243)	144	現状承諾分以降の500kW以上分 に相当する量を設置 系統側での最適運転を前提

## 試算結果(その8) 実績に基づき試算した出力抑制日数

再エネが接続可能量導入されたと仮定し、需要を2011、2012、2013年度実績、再エネ出力を同年度における日々の実績出力比とした場合における出力抑制日数について試算を行った。

なお、風力導入量は60万kW、太陽光導入量は219万kWとした。

年度	抑制日数	抑制電力量 (百万kWh)	抑制比率※ (%)	備考
2011	11	106	3.0	2011や2012が2013に比べ抑制日数が少ない理由としては ・2013に比べ節電影響が小さく需要が大きいこと ・2013に比べ日照が低かったこと などの影響が考えられる。
2012	10	89	2.5	
2013	19	164	4.5	

※抑制電力量(百万kWh) / 可能発電電力量(百万kWh)